

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ          ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2860 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ          МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2860):622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Зувев Антон Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		
Консультант	Епихин Антон Владимирович			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) Максимова Ю.А  
 (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4Б	Зуев Антон Андреевич

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ          ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2860 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ          МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1016/с от 11.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 45 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</p> <p>– Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Совершенствование технологической оснастки обсадных колонн.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Романюк Вера Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p></p>	<p></p>
<p></p>	<p></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом перекоса</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной	12.02.2019г.
---	--------------

квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		
Консультант	Епихин Антон Владимирович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Зуев Антон Андреевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2019 г.	1. Общая и геологическая часть	10
05.03.2019 г.	2. Технологическая часть	40
29.03.2019 г.	3. Специальная часть	20
15.05.2019 г.	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.05.2019 г.	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		
Консультант	Епихин Антон Владимирович			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Зуев Антон Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2019 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
--------	-----	---------	------

3-2Б4Б	Зуев Антон Андреевич		
--------	----------------------	--	--

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Зуев Антон Андреевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></li> <li>– <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i></li> <li>– <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></li> </ul>	<p>При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014</p>

	ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	Вредные факторы <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Превышение уровней шума.</li> <li>2. Тяжесть физического труда.</li> <li>3. Превышение уровней вибрации.</li> <li>4. Повреждения в результате контакта с насекомыми.</li> <li>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> <li>6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</li> </ol>
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молнии защита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	Опасные факторы <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</li> <li>3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов.</li> <li>4. Электрический ток.</li> <li>5. Пожароопасность.</li> </ol>
3. Охрана окружающей среды: <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> </ul>	Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.



<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2019 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Б	Зуев Антон Андреевич		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для <i>экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 72 страницы, 5 рисунков, 32 таблицы, 45 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2860 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на нефть глубиной 2860 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации, строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос совершенствования технологической оснастки обсадных колонн.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

## **Сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>16</b>
<b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>17</b>
1.1 Геологические условия бурения скважины .....	17
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади) .....	19
1.3 Зоны возможных осложнений .....	21
<b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....</b>	<b>22</b>
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	25
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....	20
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений .....	25
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	26
2.2.3 Выбор интервалов цементирования .....	27
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	27
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	27
2.3 Углубление скважины .....	27
2.3.1 Выбор способа бурения .....	28
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	29
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	30
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	31
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	32
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	34
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	34
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	37
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	39
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн .....	39
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	39
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	40
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	41

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементировании эксплуатационной колонны .....	42
2.4.2.1 Обоснование способа цементировании .....	42
2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора .....	42
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	43
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	45
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	45
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта .....	45
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя .....	46
2.5 Выбор буровой установки .....	46
<b>3 ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ С РЕГУЛИРУЕМЫМ УГЛОМ ПЕРЕКОСА .....</b>	<b>48</b>
<b>4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>53</b>
4.1 Основные направления деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» .....	53
4.1.1 Организационная структура управления предприятием .....	54
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	54
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	55
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	57
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	59
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента .....	59
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	59
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	61
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	61
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	61

__ 4.3 Линейный календарный график выполнения работ .....	62
__ 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	64
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	64
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>67</b>
__ 5.1 Профессиональная социальная ответственность .....	67
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	69
__ 5.2. Экологическая безопасность .....	72
__ 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	74
__ 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	74
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>76</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>77</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>81</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....</b>	<b>85</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В .....</b>	<b>87</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....</b>	<b>91</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....</b>	<b>94</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ К .....</b>	<b>97</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Л .....</b>	<b>100</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Важнейшую роль в развитии инфраструктуры страны составляет добыча нефти и газа, добытые ископаемые являются не только отличными горюче-смазывающим материалам, но и хорошо применяются в химической промышленности.

Одним из эффективных средств разведки и эксплуатации нефти-газовых месторождений является бурение глубоких скважин. Важно отметить что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются важнейшим технологическим этапом перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений газа и степень развития нефтегазовой промышленности в целом.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологические, экономические и социальные. В специальной части работы рассматривается вопрос усовершенствования технологической оснастки обсадных колонн.



## **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 Геологические условия бурения скважины**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2820–2830 метров представлен доломитом, плотностью 2830 кг/м<sup>3</sup>.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафического подразделен ия	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			от (верх)	до (низ)	пластового		источ - ник полу- чени я	порового		источ - ник полу- чени я	гидроразрыва		источ - ник полу- чени я	горного		
	кгс/см <sup>2</sup> на м				кгс/см <sup>2</sup> на м			кгс/см <sup>2</sup> на м			кгс/см <sup>2</sup> на м					
	от (верх)	до (ни )			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0	0,100	РФЗ	0	0,100	РФЗ	0,000	0,200	РФЗ	0,00	0,20	РФЗ	2	РФЗ
Pg <sub>3</sub> tt	30	80	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,20	0,20	РФЗ	5	РФЗ
Pg <sub>3</sub> nm	80	180	0,100	0,100	РФЗ	0 100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,20	0,20	РФЗ	7	РФЗ
Pg <sub>3</sub> at	180	280	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,20	0,20	РФЗ	10	РФЗ
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> tv	280	355	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,20	0,21	РФЗ	12	РФЗ
Pg <sub>2</sub> ll	355	530	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,1 0	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,21	0,21	РФЗ	24	РФЗ
Pg <sub>1</sub> tl	530	611	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,21	0,22	РФЗ	26	РФЗ
K <sub>2</sub> gn	611	736	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	31	РФЗ
K <sub>2</sub> br	736	884	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	35	РФЗ
K <sub>2</sub> kz	884	900	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,180	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	40	РФЗ
K <sub>1-2</sub> pk	900	1600	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0 180	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	66	РФЗ
K <sub>1</sub> al	1600	1650	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,1 0	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	68	РФЗ
K <sub>1</sub> vr	1650	2052	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0 170	0,170	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	88	РФЗ
K <sub>1</sub> tr	2052	2167	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,1 0	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	93	РФЗ
K <sub>1</sub> klm	2167	2432	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	98	РФЗ
J <sub>3</sub> bg	2432	2442	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	98	РФЗ
J <sub>3</sub> vs	2442	2503	0,100	0,101	РФЗ	0,100	0,101	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	101	РФЗ
J <sub>2</sub> tm	2503	2820	0,101	0,102	РФЗ	0,101	0,102	РФЗ	0,170	0,165	РФ	0,24	0,24	РФЗ	110	РФЗ
PZ	2820	2900	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,165	0,165	РЗ	0,24	0,24	РФЗ	112	РФЗ
Примечание - В графах 6,9,12,15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР -прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах.																

## 1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности, нефтеносности месторождения (площади) представлены в таблицах 2.1 и 2.2

Таблица 2.1 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит, м³/сут	Фазовая проницаемость, мД	химический состав воды в мг/литр+-						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокарбонатно-натриевый	
							Cl⁻	SO₄ <sup>--</sup>	HCO₃ <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Pg₃-Pg₃ cg	80	355	поровый	1	-	2500	-	-	-	-	-	5		ГКН	да
Pg₁ tl - K₂ gn	530	736	поровый	1,00-1,003	до 600	1500	5000	0	1100	4800	100	1100	2-7	хЛК	нет
K₁-₂ pk	900	1500	поровый	1,003-1,007	д 500	7-250	5000	0	0	3800	100	1100	7-10	хЛК	нет
K₁ tr	2060	2167	поровый	1,007-1,018	70-350	15-19	14964	6,5	101	7088	40	2281	12-27	хЛК	нет
K₁ klm	2190	2300	поровый	1,007-1,018	70-350	15-19	14964	6,5	101	7088	40	2281	12-28	хЛК	нет
J₃ vs-J₂ tm	2460	2650	поровый	1,024-1,03	2-17	0-21	2276	-	275	12067	165	2164	19-30	хЛК	нет
PZ	2840	2900	трещинно-каверновый	1,03	10-80	0-10	2276	-	275	12067	165	2164	32-39	хЛК	нет

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси на санти- пуаз		Содер- жание серы, про- цент по весу	Содер- жание пара- фина, про- цент по весу	Сво- бод- ный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции	в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции				газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содер- жание серово- дорода, процент по объему	содер- жание углекис- лого газа, процент по объему	относи- тельная по воз- духу плот- ность газа	коэф- фици- ент сжима- емости 1/МПа 10 <sup>-4</sup>	давление насыще- ния в плас- товых усло- виях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K <sub>1-2</sub> pk (ПК <sub>17</sub> )	1526	1536	поровый	0,735	0,849	>0,17	-	0,45	1,25	0-7	101,0	-	0,031	1,01	-	15
K <sub>1</sub> vr (A <sub>2</sub> )	1659	1669	поровый	0,783	0,852		-	0,56	1,07	0-7	61,0	-	0,031	1,01	-	10,3
K <sub>1</sub> vr (A <sub>4</sub> <sup>1</sup> )	1692	1702	поровый	0,783	0,852		-	0,56	1,07	0-10	61,0	-	0,031	0,75	-	10,3
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> <sup>2</sup> )	1765	1776	поровый	0,782	0,842		-	0,47	1,27	0-5	41,7	-	0,004	0,89	-	6,5
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> <sup>3</sup> )	1781	1791	поровый	0,782	0,842		-	0,5	1,35	0-5	41,7	-	0,004	0,89	-	6,5
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> <sup>4</sup> )	1800	1815	поровый	0,774	0,838		-	0,4	1,27	0-10	48,9	-	0,004	0,93	-	6,5
K <sub>1</sub> vr (A <sub>6</sub> )	1825	1840	поровый	0,742	0,828		-	0,34	1,92	0-10	59,9	-	0,23	1,01	-	7,1
K <sub>1</sub> vr (A <sub>8-9</sub> )	1855	1865	поровый	0,742	0,828		-	0,34	1,92	0-10	59,9	-	0,23	1,01	-	7,1
K <sub>1</sub> vr (B <sub>0</sub> )	1937	1947	поровый	0,746	0,836		-	0,35	2, 2	0-10	60,9	-	0,23	0,91	-	8,5
K <sub>1</sub> vr (B <sub>2</sub> )	2000	2010	поровый	0,746	0,836		-	0,35	2,22	0-10	60,9	-	0,23	0,91	-	8,5
K <sub>1</sub> vr (B <sub>3</sub> )	2027	2037	поровый	0,76	0,83		-	0,36	1,73	0 10	49,7	-	1,86	0,87	-	7,8
K <sub>1</sub> vr (B <sub>4</sub> )	2052	2058	поровый	0,76	0,83		-	0,36	1,73	0-1	49,7	-	0,14	0,87	-	7,8
K <sub>1</sub> klm (B <sub>8</sub> )	2182	2187	поровый	0,76	0,83		-	0,36	1,73	0 10	49,7	-	0,14	0,87	-	7,8
K <sub>1</sub> klm (B <sub>16-20</sub> )	2392	2400	поровый	0,744	0,846		-	0,37	1,71	0-10	60,9	-	0,14	0,913	-	9,4
J <sub>3</sub> vs (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> )	2442	2452	поровый	0,742	0,847		-	0,29	1,47	0-5	60,	-	0,14	0,913	-	9,5
J <sub>2</sub> tm (Ю <sub>11</sub> )	2700	2710	поровый	0,744	0,844		-	0,53	2,28	0-5	62	-	1,46	1,05	-	8,9
PZ	2820	2830	трещинно- каверновый	0,543	0,77		-	0,07	10,2	3-45	389	-	3,74	0,91	-	25,4
Примечание - В связи с отсутствием данных по PZ, характеристики нефтеносности приняты по Чкаловскому месторождению.																

Проектируется испытание пласта S<sub>2</sub>

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблицах 3.1, 3.2, 3.3

Таблица 3.1 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q -Pg <sub>2</sub> II	0	530	Глинистый	<1,15	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K <sub>2</sub> gn	611	736	Глинистый	<1,13	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,5	
K <sub>1</sub> al	1600	1650	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,5	
K <sub>1</sub> vr+tr	1650	2167	Глинистый		B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	
J <sub>3</sub> vs+J <sub>2</sub> tm	2442	2820	Глинистый		B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	
PZ	2820	2900	Глинистый		B> 0 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	

Таблица 3.2 - Нефтегазоводопроявления

Индекс страти- графичес- кого подразде- ления	Интервал, м		Вид проявля- емого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопро- явления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>		Условия возникновения	характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pg <sub>3</sub> -Pg <sub>3</sub> cg	80	355	вода	-	1,000	1,000	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. В соиие скорости подъема бур.инструмента. Возникновение депрессии на нефтегазонасыщен- ные отложения.	Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе.
Pg <sub>1</sub> tl-K <sub>2</sub> gn	530	736	вода	-	1,000	1,000		
K <sub>1-2</sub> pk	900	1500	вода	-	1,005	1,005		
K <sub>1-2</sub> pk (ПК <sub>17</sub> )	1526	1536	нефть	-	0,735	0,735		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>2</sub> )	1659	1669	нефть	-	0,783	0,783		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>4</sub> <sup>1</sup> )	1692	1702	нефть	-	0,783	0,783		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> <sup>2</sup> )	1765	1776	нефть	-	0,72	0,782		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> <sup>3</sup> )	1781	1791	нефть	-	0,782	0,782		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>5</sub> <sup>4</sup> )	1800	1815	нефть	-	0,774	0,774		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>6</sub> )	1825	1840	нефть	-	0,742	0,774		
K <sub>1</sub> vr (A <sub>8-9</sub> )	1855	1865	нефть	-	0,742	0,742		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>0</sub> )	1937	1947	нефть	-	0,746	0,746		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>2</sub> )	2000	2010	нефть	-	0,746	0,746		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>3</sub> )	2027	2037	нефть	-	0,760	0,760		
K <sub>1</sub> vr (Б <sub>4</sub> )	2052	2058	нефть	-	0,760	0,760		
K <sub>1</sub> tr	2060	2167	вода	-	1,010	1,010		
K <sub>1</sub> klm (Б <sub>8</sub> )	2182	2187	нефть	-	0,760	0,760		
K <sub>1</sub> klm	2190	2300	вода	-	1,010	1,010		
K <sub>1</sub> klm (Б <sub>16-20</sub> )	2392	2400	нефть	-	0,744	0,744		

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
J <sub>3</sub> vs (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> )	2442	2452	нефть	-	0,742	0,742		
J <sub>3</sub> vs - J <sub>2</sub> tm	2460	2650	вода	-	1,020	1,020		
J <sub>2</sub> tm (Ю <sub>11</sub> )	2700	2710	нефть	-	0,744	0,744		
PZ	2820	2830	нефть	-	0,543	0,543		
PZ	2840	2900	вода	-	1,030	1,030		

Таблица 3.3 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальников обработаны и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> 30 мин	смазываю- щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q-Pg <sub>2</sub> II	0	530	От обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента.	Глинистый	>1,16	>10	-	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pg <sub>1</sub> tl-J <sub>3</sub> bg	530	2442	От заклинки и сальнико-образования	Глинистый	>1,15	>10	-	да	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения, несоблюдения режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
PZ	2820	2900	От перепада давления	Глинистый	>1,11	>10	-	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

### 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38, 45].

#### 2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

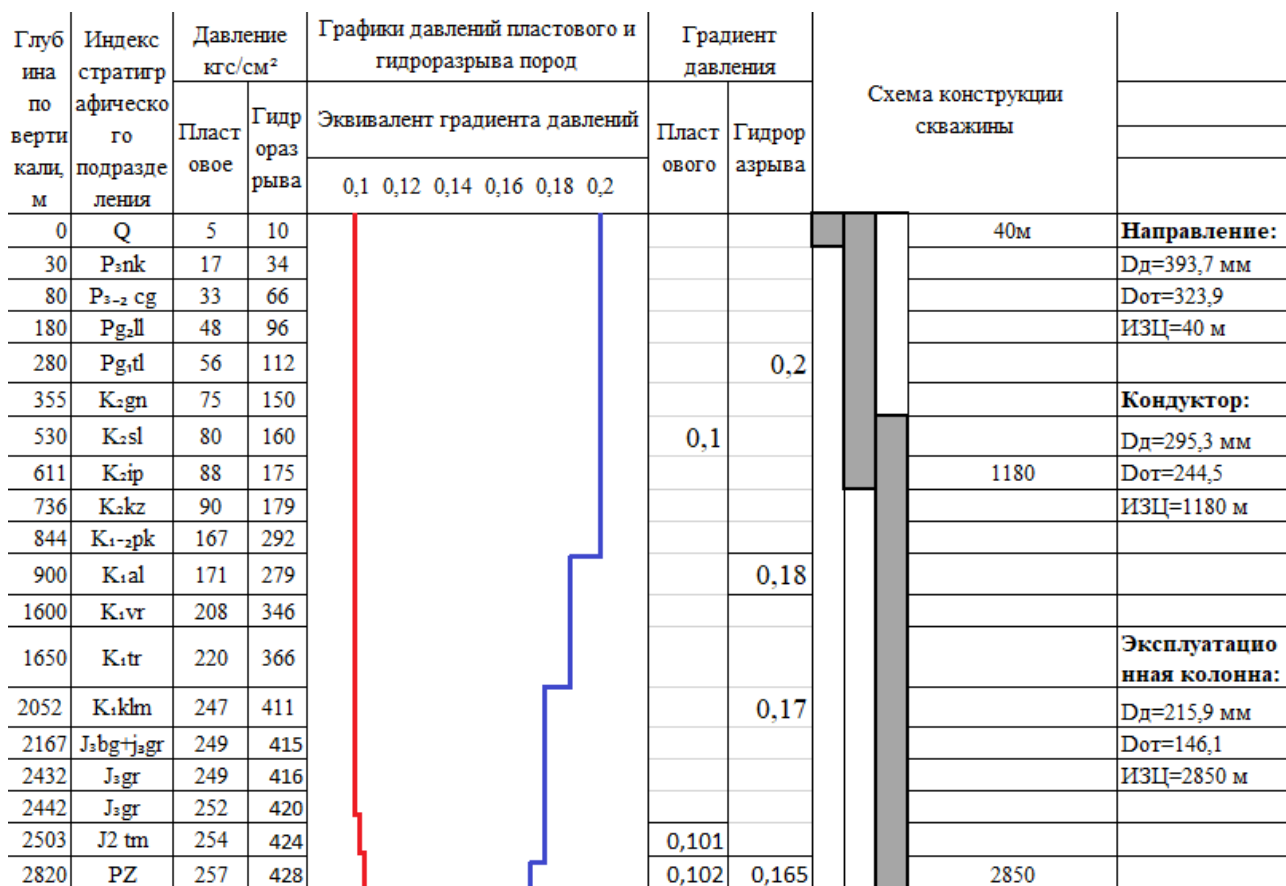


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

### **2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине четвертичные отложения 30 м, то будем считать глубину спуска направления равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Для определения минимальной глубины спуска кондуктора используется файл формата Excel с названием «Расчет кондуктора». Расчет спуска глубины кондуктора проводим для нефтяной скважины (Таблица 1). Из полученных значений выбираем наибольшее, это 1180 м.

В итоге, кондуктор спускаем на глубину 1180 м, т.к. с этой глубины, согласно прогнозу, физико-механический свойств ГП по разрезу скважины, начинаются породы средней твердости.

Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м, данное перекрытие подошвы последнего продуктивного пласта необходимо для ЗУМППФа

Глубина спуска ЭК составляет 2860 м.

### 2.2.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска и составляет 40 м. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска и составляет 1180 м. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирование составляет 1820 м.

### 2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Проектирование диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным  $D_{эк} = 146,1$  мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины. Конструкция скважины представлена в приложении Б.

### 2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 3, для каждого пласта:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, 1.$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{оп} = 16,3108$  МПа.

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1-35-146x245 К1 ХЛ.**

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОПЗ-230/80x35.**

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [16,17,19,20,35,36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–40	направление	роторный
40–1180	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1180-2860	эксплуатационная колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну и так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20,35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1180	1180-2860
Шифр долота		III 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 FD 516 SM	БИТ 215,9 В 716 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4
Масса, кг		150	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-12	2-12
	Предельная	-	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60-400
	Предельная	-	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 В 716 У марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 FD 516 SM марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

3. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото III 393,7 М-ЦВ марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

4. В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC

### **2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 1 и 2 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_l = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$  – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где  $k_T$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-1180	1180-2860
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	2000	5120
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
$\eta$	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,8	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	274.4	300	80
$G_1, \text{кН}$	19	25	92
$G_1, \text{кН}$	19	25	92
$G_2, \text{кН}$	36	147	95
$G_3, \text{кН}$	220	320	104
$G_{проект}, \text{кН}$	36	147	95

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 36 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_d$  – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1180	1180-2860
$V_l, \text{м/с}$		2,8	1,5	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{мс}$		6	-	-
$z$		24	-	-
$\alpha$		0,8	0,6	0,3

Продолжение таблицы 7

$n_1$ , об/мин	135	100	173
$n_2$ , об/мин	271	-	-
$n_3$ , об/мин	657	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	135	100	173

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому  $n_{\text{проект}}$  применяются такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20,35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 8.

$$D_{3д} = (0,8-0,9)D_{\text{д}}, \quad (4)$$

где  $D_{3д}$  – диаметр забойного двигателя, мм;

$D_{\text{д}}$  – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{уд} + G_{ос}, \quad (5)$$

где  $M_p$  – момент необходимый для разрушения горной породы, Н\*м;

$M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н\*м;

$M_{уд}$  – удельный момент долота, Н\*м/кН;

$G_{ос}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 \cdot D_{\text{д}}. \quad (6)$$



где  $D_{\partial}$  – диаметр долота, м.

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 + D_{\partial}, \quad (7)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н\*м/кН;

$D_{\partial}$  – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1180	1180-2860
$D_{\partial}$	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
$G_{oc}$ , кН		-	88,7	150
$Q$ , Н*м/кН		-	1,5	1,5
$D_{зд}$ , мм		-	233-265	172,72
$M_p$ , Н*м		-	3417	4027,58
$M_o$ , Н*м		-	147,5	107,95
$M_{уд}$ , Н*м/кН		-	37	27,41

Для интервала бурения под кондуктор 40–1180 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 1180–2860 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ВЗД-240 7/8	ВЗД-172 7/8
-----------	-------------	-------------

Интервал, м	40–1180	1180–2860
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	6,917	8,290
Вес, кг	1875	1225

Продолжение таблицы 9

Расход жидкости, л/с	30–75	20–40
Число оборотов, об/мин	85–150	85–180
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–18	10–15
Мощность двигателя, кВт	110–250	60–200

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34,].

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

### 2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

– интервал бурения 0–40 м под направление – бентонитовый буровой раствор.

– интервал бурения 40–1180 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.

– интервал бурения 1180–2860 м под эксплуатационную колонну – полимер-глинистого буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10[23,26]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора [23,26].

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	одо-отда ча, см <sup>3</sup> / 30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,25	120	-	-	-	-	-	-
Полимер-глинистый	40	1180	1,14	90	18	45	10-30/ 25-50	< 10	9,5	< 2
Полимер-глинистый	1180	2860	1,12	50	20	35	10-25/ 15-30	< 6	9,5	< 1

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Полимер-глинистый	40	1180	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимер-глинистый	1180	2860	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

1. Буровой раствор

5. CaCO<sub>3</sub> 150 – 60 кг/м<sup>3</sup>

2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м<sup>3</sup>

6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м<sup>3</sup>

3.  $\text{CaCO}_3$  5 – 60 кг/м<sup>3</sup>

7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м<sup>3</sup>

4.  $\text{CaCO}_3$  50 – 60 кг/м<sup>3</sup>

8. CF-1 (торф) – 20 кг/м<sup>3</sup>

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

### **2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д [38,28-29].

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

### **2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2820–

2830 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 2815–2835 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У8-152,4/66,7 SC-2ТК	152,4	66,7	СП 3-112×4.233×1:16	8

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (4)	67	14835	3-102	3-102	2300

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек

3620-3690	СК-136/80 «ТРАС»	1-3	60-120	14-25
-----------	------------------	-----	--------	-------

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице

15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1860
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	784	глубина скважины, м	2860
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	700	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2,м}$	1424
Высота цементного стакана $h_{см}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_0$ , м	2510

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38,41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (8)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

### Эпюра наружных избыточных давлений.

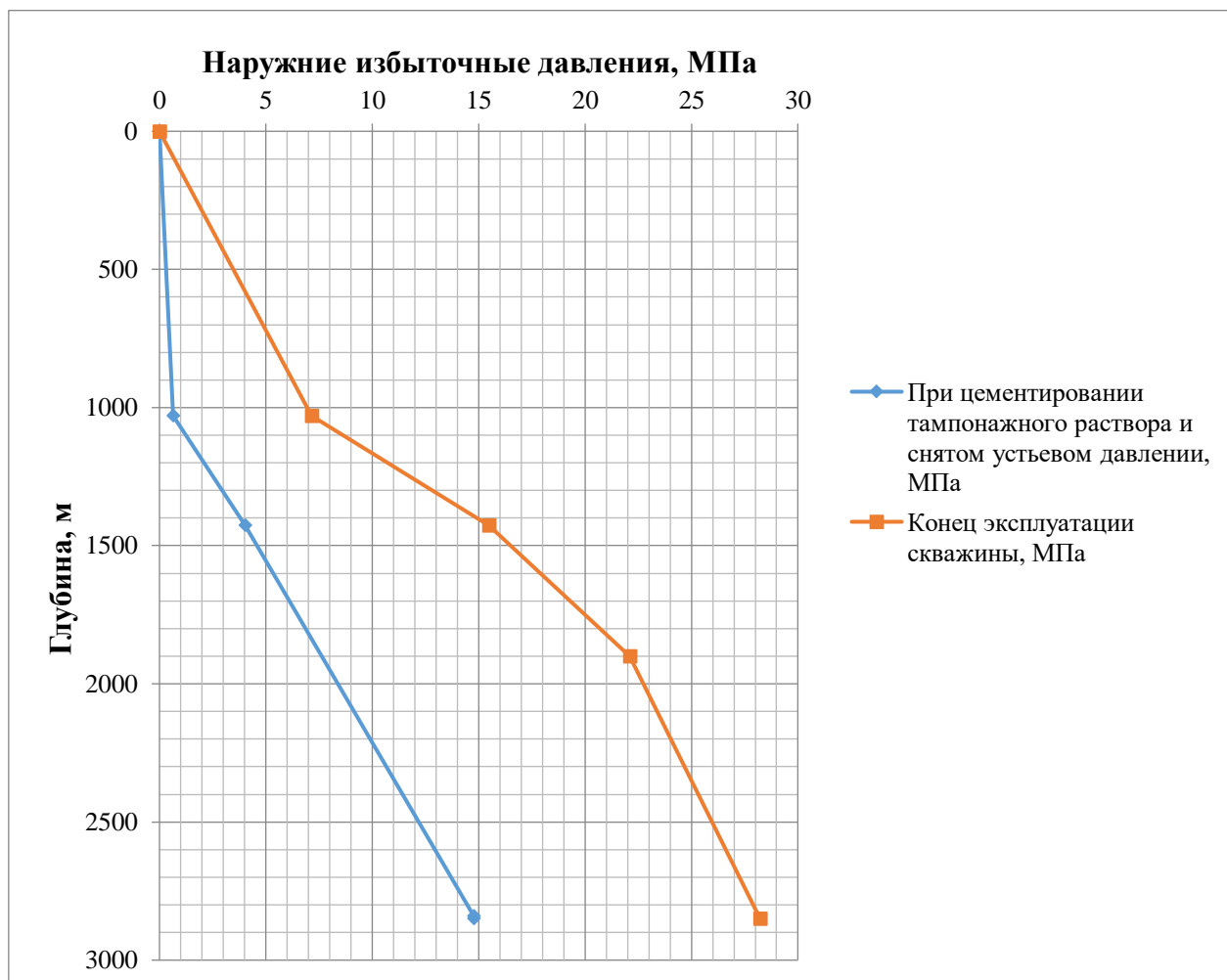


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства имеются два таких случая.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.



2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность [42].

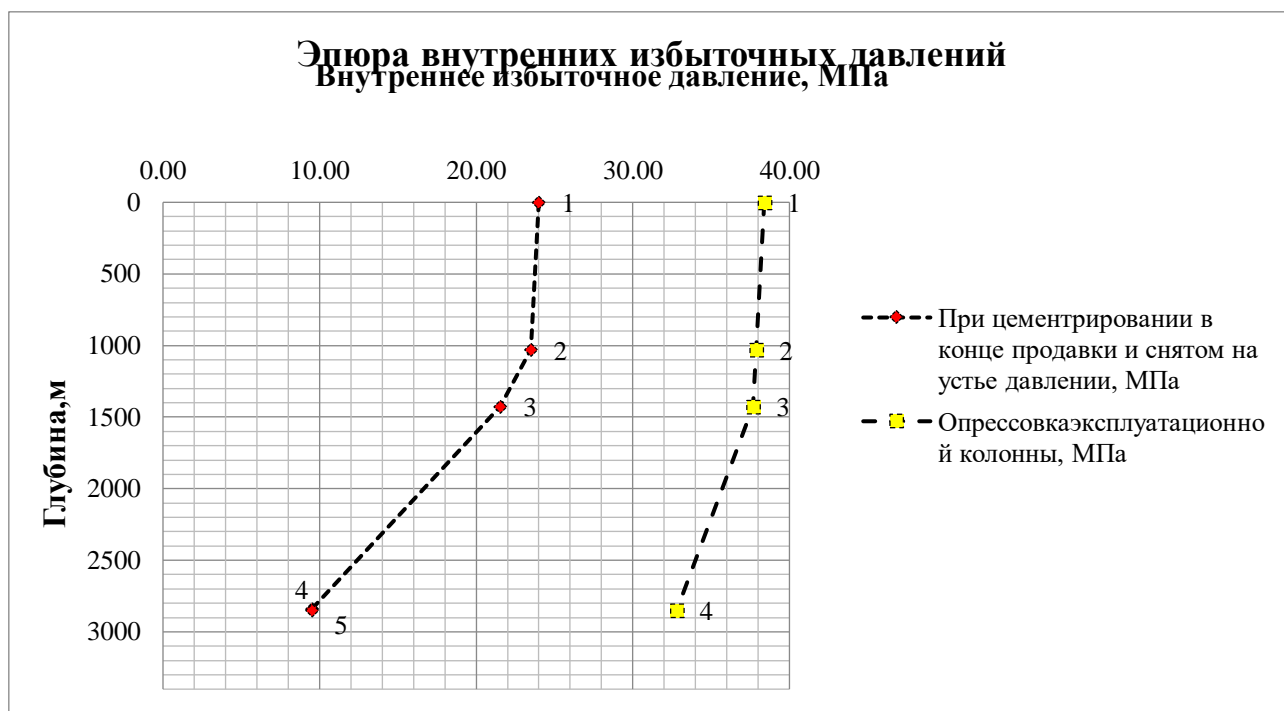


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

#### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29,38,43].

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	68,25	4111,2	4111,2	0–40
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	1180	48,13	47723,5	47723,5	0–1180

Продолжение таблицы 16

Эксплуатационная колонна								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТГ	Д	12,7	2860	52,51	157730	157730	0–2860

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9 [19,31,41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,  $P_{гс\ кп} = 42,49$  МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,  $P_{гд\ кп} = 0.19$  МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 56,7$  МПа.

Производим сравнения давлений  $42,68 \text{ МПа} \leq 56,7 \text{ МПа}$ .

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19,31,41]:

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	7,6	1100	-	МБП-СМ	527,2	-	-
	1,8			МБП-МВ	28,2	-	-
Облегченный тампонажный раствор	37,60	1400	33,2	НТФ	15,4	ПЦТ-1-Об(4)-100	25,2 /26
Тампонажный раствор нормальной плотности	9,15	1860	5,9	НТФ	3,7	ПЦТ - 1 - УТ (2) – 150	3,7 / 8
Продавочная жидкость	56,13	1000	-	-	-	-	-

#### 2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата [19,31,41]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементирующей головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 21,94 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 27,4 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом СИН.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_6, \quad (11)$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

$G_6$  – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 3$  машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 1$  машина типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена на рисунке 4.

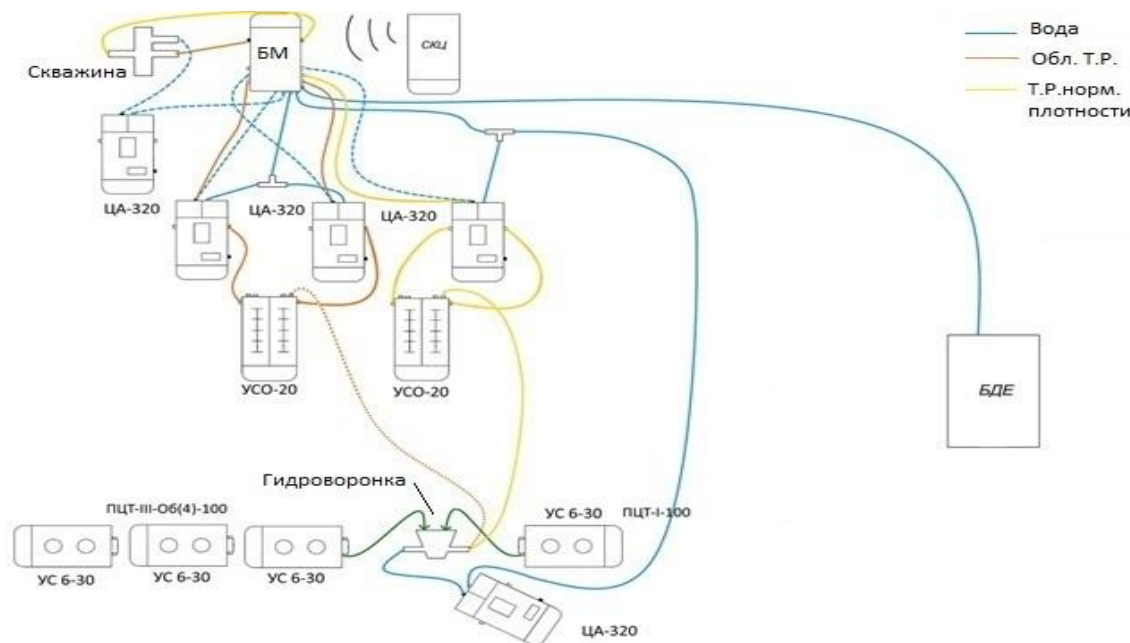


Рисунок 4 – Схема обвязки цементирующей техники при  
приготовлении тампонажного раствора с применением  
цементосмесительной  
установки и гидроворонки

#### 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D <sub>усл</sub> = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/393 (3)
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (23)
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =178 мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОД -178 ОТТМ	ПРП-Ц-В-178 ПРП-Ц-Н-178	ЦЦ-178\216 (78)

#### 2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

##### 2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 10 м, глубина 2820–2830 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из четырех секций по 5 м.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170

Продолжение таблица 19

Технические характеристики	Скорпион 102
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

#### 2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

#### 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где  $G_{кр}$  – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$  – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$  – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$  – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 15:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

где  $k$  – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ( $k = 1,3$ );

$Q_{мах}$  – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3000 ЭУК-1М

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
Уралмаш 3000 ЭУК-1М		250	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	106,4	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,32
Максимальный вес обсадной колонны	157,7	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,51
Веса колонны при прихвате	205	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,13

### 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

*Технологическая оснастка обсадных колонн* – определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать необходимые условия для ее спуска и качественного цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин.

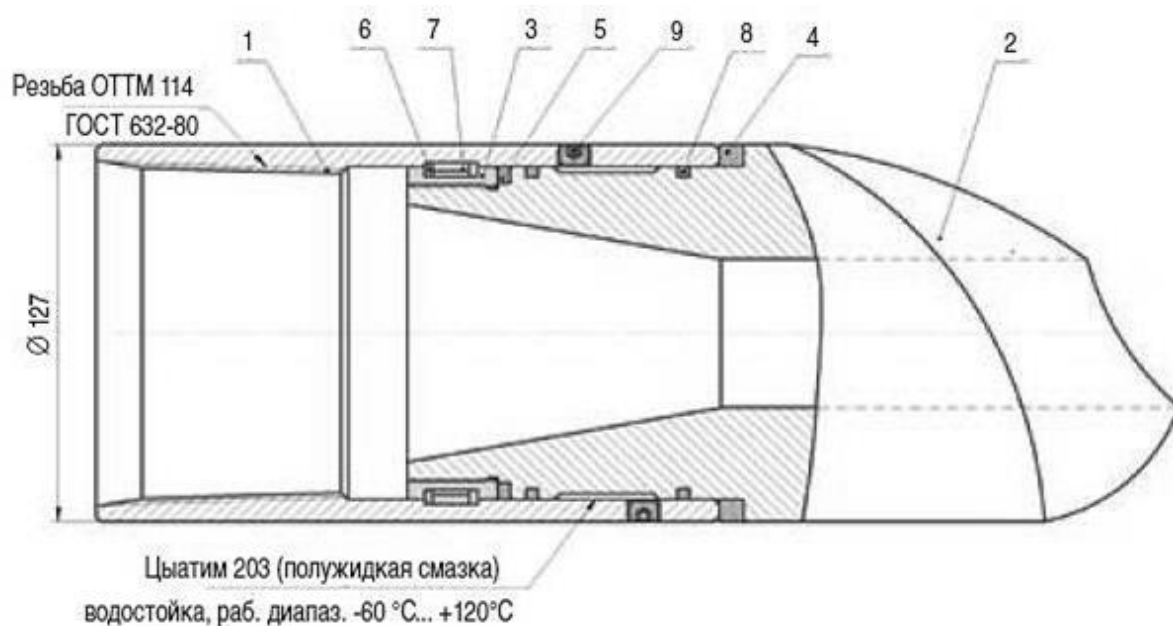
#### Характерные элементы оснастки:

1. **Башмак** – для защиты низа ОК от деформации и направления её по стволу;
2. **Обратный клапан** – предотвращает поступление тампонажного раствора внутрь колонны, служит для посадки разделительных пробок при цементировании;
3. **Центраторы** – обеспечивают центрирование ОК в стволе скважины / выполняют функцию турбулизаторов;
4. **Турбулизаторы** – устанавливают в местах локального уширения ствола скважины, где турбулизируют поток буфера и тампонажного раствора;

**Скребки** – для механического сдирания глинистой корки. Также являются армирующими элементами.







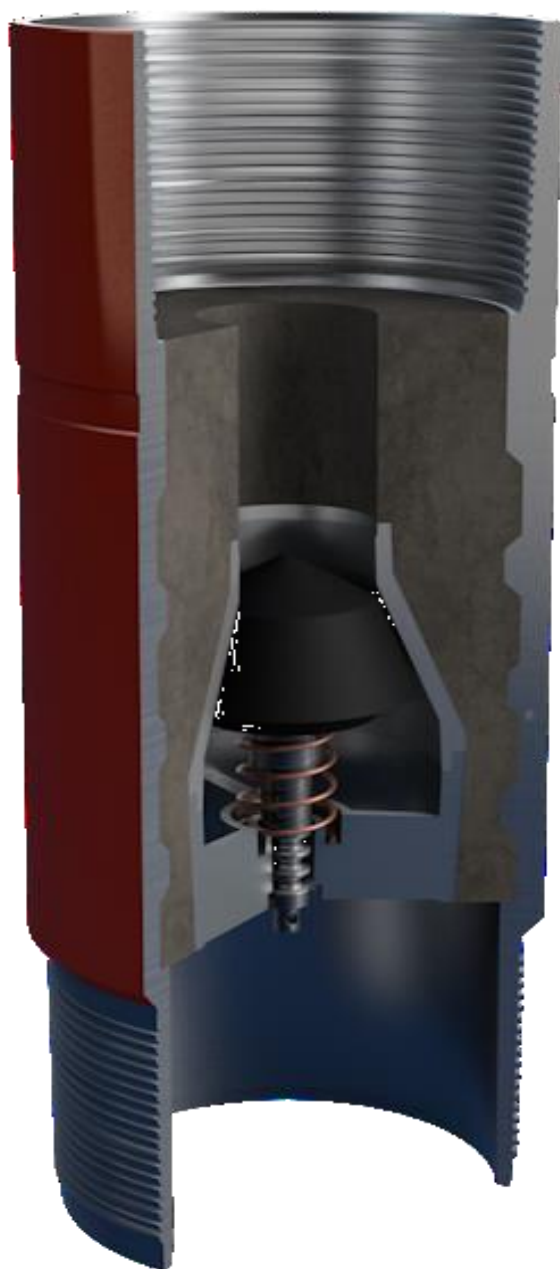
**Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр:**

*1 – муфта, 2 – эксцентричная насадка, 3 – гайка упорная, 4, 5, 6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка коническая*

Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр предназначен для прохождения осложненных зон без посадок. Эксцентричная насадка 2 башмака преодолевает уступы и огибает преграды, периодически проворачиваясь за счет наличия опор скольжения 4, 5 и 6.



Башмак вращающийся GeoproHYDRA™ FAMILY вращается при осуществлении циркуляции бурового раствора (в конструкцию входит ротор и статор, как у ВЗД), тем самым прорабатывает осложненные участки).



**Обратный клапан поплавкового типа SuperFlapFlow обеспечивает надежную герметизацию внутритрубного пространства, и предназначен для прокачки жидкости с большим расходом при продолжительной работе и с кольматирующими добавками. Детали клапана выполнены из легко разбуриваемого материала, что позволяет его полностью разбуривать долотами PDC типа. Специальное покрытие и гуммирование плунжера делает данный клапан износостойким и надежным для герметизации.**

**Клапан имеет опцию авто-заполнения (3 рабочих положения). Конструктивно авто-заполнение реализовано выполнением трех канавок на валу плунжера, в которые устанавливаются фиксирующие шарики (2,5-5,8-7,5 л/с соответственно). Перевод в режим обратного клапана производится увеличением расхода на величину, превышающую 23 л/с. При этом происходит дополнительное сжатие пружины плунжера и высвобождение фиксирующих шариков из посадочных мест.**



Роликовые центраторы наиболее эффективно применять в *наклонных и горизонтальных скважинах.*

*Центратор роликовый* состоит из выполненного из полимерных материалов корпуса, в лопастях которого на осях вращаются ролики.

Данный вид центраторов существенно *снижает коэффициент осевого трения*, удерживает колонну соосно скважине.



**Особенность турбулизаторов типа ЦТ состоит в том, что их лопасти, закручивающие восходящий поток жидкости вокруг обсадной колонны, изготовлены из армированной кордом резины; достаточно эластичны, чтобы не оказывать заметных сопротивлений при спуске колонны, но достаточно жёстки и прочны, чтобы отклонять восходящий поток жидкости по винтовой линии вокруг колонны.**

## **4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **4.1 Основные направления деятельности ООО«РН-Юганскнефтегаз»**

**ООО «РН-Юганскнефтегаз»** (до октября 2008 — **ОАО «Юганскнефтегаз»**) — ведущее добывающее предприятие НК «Роснефть», одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Компания ведет работу на территории городов Нефтеюганск и Пыть-Ях, Нефтеюганского, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО-Югры, разрабатывает 28 месторождений.

За 2013 год было добыто 66,17 млн тонн, что составляет 24 % добычи по ХМАО-Югре и более 12 % всей нефтедобычи России.. Штаб-квартира располагается в городе Нефтеюганске (ХМАО).

#### 4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз».

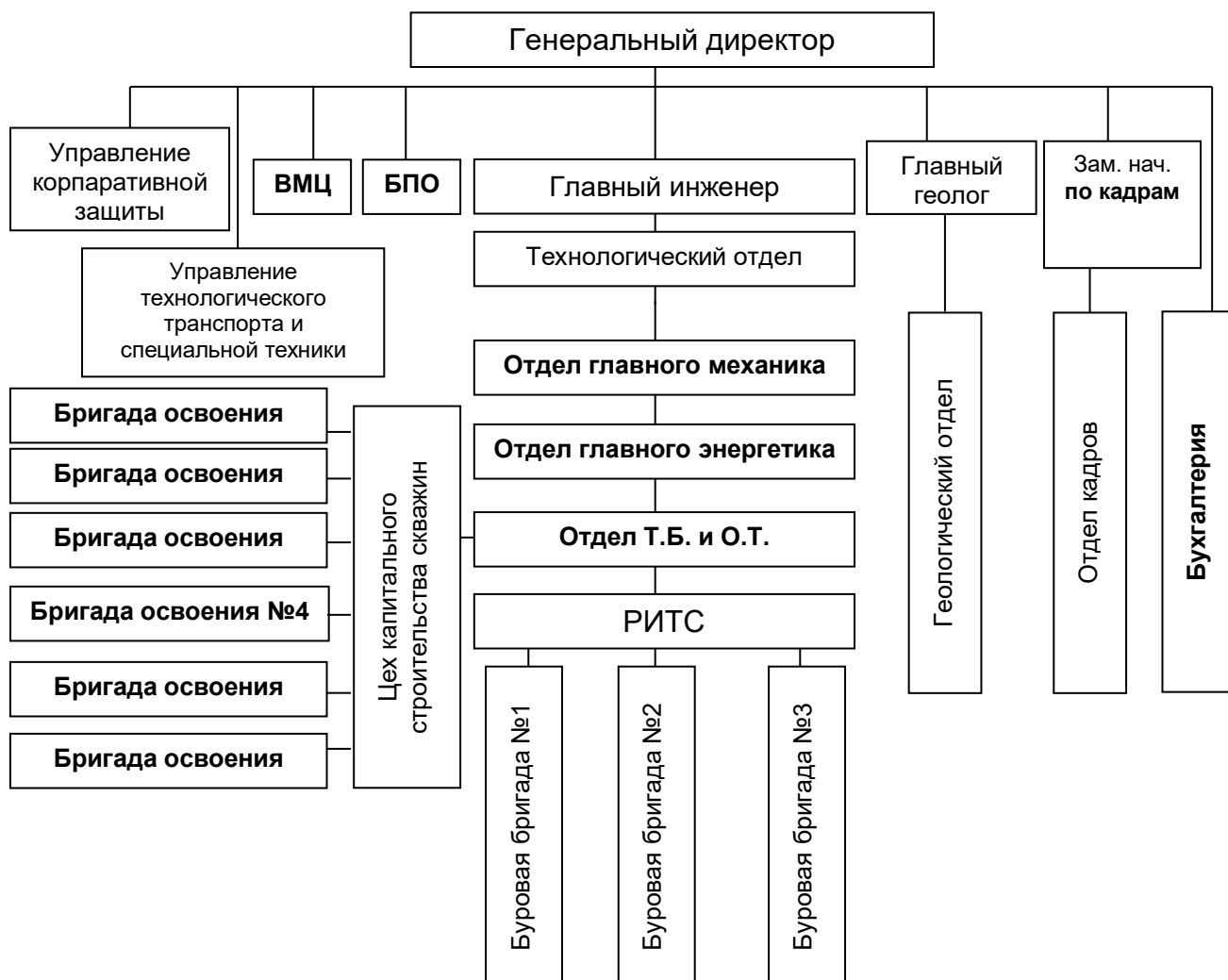


Рисунок 5 – Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз»

#### 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22- Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2850
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
–подкондуктор, эксплуатационную колонну	Роторный совместно с ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d323,9 мм на глубину 40 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 1180 м
– эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2850 м
Буровая установка	БУ- 3Д86-2
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
–тип и количество, шт.	УНБ-600 2шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0 – 40м	54
– в интервале 40 – 1180м	54
– в интервале 1180 – 2850м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	203 – 29м, 178 – 36м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 0 – 40м	
– в интервале 40 – 1180м	ДРУ-240РС.7/8.49
– в интервале 1180 – 2850м	ДРУ-178РС.7/8.50
– при отборе керна	УКР-172/100 Кембрии
Бурильные трубы: длина свечей, м	36
– в интервале 0 – 40м	127'10
– в интервале 40 – 1180м	127'10
– в интервале 1180 – 2850м	127'10
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0 – 40м	III 393,7М-ЦВ
– в интервале 40 – 1180м	БИТ 295,3 FD 619 SM
– в интервале 1180 – 2850м	БИТ 215,9 ВТ 613

#### 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 23 [21,22].

Таблица 23 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,027	470
2	40	1180	1140	0,027	820
3	1180	2850	1670	0,037	1300

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле 16:

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

$H$  – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 24 [21,22].

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,027	1,08
1140	0,027	30,78
1670	0,037	61,79
<b>Итого</b>		<b>93,65</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 17:

$$n = H / П, \quad (17)$$

где  $H$  – количество метров в интервале;

$П$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.



Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 25 [21,22].

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
40	470	0,08
1140	820	1,39
1670	1300	1,28
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,75</b>

#### 4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 18:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где П – длина интервала, м;

$n_{cno}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26 [34,39].

Таблица 26 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0 – 40	393,7	470	11	24	0-40	0,0112	0,45
II	40 – 1180	295,3	820	12	32	40–100	0,0131	0,78
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500 –600	0,0156	1,56
						600–700	0,0157	1,57
						700–800	0,0157	1,57
						800–900	0,0164	1,64
						900–1000	0,0175	1,75
						1000-1100	0,0186	1,86
						1100–1180	0,0188	1,50
	ИТОГО							18,08
III	1180 – 2850	215,9	1300	12	32	1180-1200	0,0191	0,38
						1200–1300	0,0197	1,97
						1300–1400	0,0208	2,08
						1400–1500	0,0228	2,28
						1500–1600	0,0231	2,31
						1600–1700	0,0238	2,38
						1700–1800	0,0244	2,44
						1800–1900	0,0247	2,47
						1900–2000	0,0250	2,5
						2000–2100	0,0253	2,53
						2200–2300	0,0254	2,54
						2300–2400	0,0256	2,56
						2400–2500	0,0264	2,64
						2500–2600	0,0276	2,76
						2600–2700	0,0288	2,88
						2700–2800	0,0300	3,0
						2800–2850	0,0312	1,56
ИТОГО								39,28
Всего								57,81

#### **4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 минуту. Нормативное время составит:

направление – 3 минуты;

кондуктор – 23 минуты;

эксплуатационная колонна – 78 минут;

#### **4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч.

#### **4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировании направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21,22] :

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле 19:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (14 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34,39], \quad (20)$$

Для направления[21;22].:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле 21:

$$N = L_T / l_c [34,39], \quad (21)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 5/24 = 0,21 - \text{берем 1штуку}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ минуты}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1180 - 10 = 1170 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 1180 - 25 = 1155 \text{ м}$$

$$N = 1155/24 = 48,1 \approx 48 \text{ штук}$$

$$T_{\text{конд.}} = 48 \cdot 2 + 5 = 101 \text{ минут}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2850 - 10 = 2840 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2840 - 24 = 2816 \text{ м}$$

$$N = 2816/24 = 117,3 \approx 117 \text{ штук}$$

$$T_{\text{конд.}} = 117 \cdot 2 + 5 = 239 \text{ минут}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 7 + 101 + 239 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 545 \text{ минут} = 9,08 \text{ ч.}$$

#### **4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за

исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21,22].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $235,84 \times 0,066 = 15,56$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет  
 $235,84 + 15,56 + 25 = 297,455$  ч = 11,52 суток.

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице К.1 приложения К [21,22].

#### **4.3 Линейный календарный график выполнения работ**

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 27.

Таблица 27– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	2
Помощник бурового мастера	2
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству вертикальной разведочной скважины на газовом месторождении приведен в таблице 28 [34,39].

Условные обозначения к таблице 28:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

Таблица 28 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

#### 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

##### 4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{np}$ , ч определяется по формуле 22 [21,22,39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 235,84 \cdot 1,07 = 252,35, \quad (22)$$

где  $T_n$  – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{np}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 [21,22] приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.



Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
Итого	221,8	231,48	9,64

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

#### 4.5 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) по формуле 24 механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H / T_M [34,39], \quad (24)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

$$V_M = 2850 / 146,24 = 19,5 \text{ м/час};$$

б) по формуле 25 рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34,39], \quad (25)$$

где  $T_{сно}$  – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 2850 / (146,24 + 57,81) = 14 \text{ м/час};$$

в) по формуле 26 коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где  $T_H$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$V_K = 2850 \cdot 720 / 221,8 = 9251 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото  $h_0$ , м [34.39]

$$h_0 = H / n, \quad (27)$$

где  $n$  – количество долот;

$$h_0 = 2850 / 3,74 = 762 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39]:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (28)$$

где  $C_{cm}$  – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$P_n$  – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (150190044 - 39488) / 2850 = 52684 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2850
Продолжительность бурения, суток	9,64
Механическая скорость, м/ч	19,5
Рейсовая скорость, м/ч	14
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9251
Проходка на долото, м	994,6
Стоимость одного метра	52684

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадные колон, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

### **5.1 Профессиональная социальная ответственность**

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 31. [1-12,30],

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3 Освоение продуктивного горизонта.	1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. 5 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4 Пожарная безопасность.	1 ГОСТ 12.0.002-80 [2]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [3]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [4]. 4 СНиП 2.04.05-91 [5]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. 7 СНиП 23-05-95 [8]. 8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. 12 РД 34.21.122-87 [3]. 13 СНиП 4557-88 [5]. 14 ГОСТ 12.1.008-76 [6]. 15 МР 2.2.8.2127-06 [10]. 16 Н 2.2.5.1313-03 [8].

### **5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)**

#### **Превышение уровней вибрации**

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [11].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [11]. наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [9], общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [12].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

– коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

### **Превышение уровней шума**

Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [8].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

### **Повреждения в результате контакта насекомыми**

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет

предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противозенцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 [6]. "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

### **Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

## 5.2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению приведены в таблицы 32[5,10,37].

Таблица 32 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки.	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки.
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов.
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки.	Засыпка создаваемых неровностей.
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах, защищенных от попадания атмосферных осадков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением.	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы.	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть



следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины – тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде. ЧС могут носить следующий характер: 1) техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2) природные (наводнения, ураганы, морозы).

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей. При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов [30].

### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162 [30,37].

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки,

могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефтегазопроводов не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выполненной выпускной квалификационной работе мною был разработан проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 м на нефтяном месторождении Тюменской области. Представлены географо-экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и нефтеводоносность разреза, проведен анализ возможных осложнений.

В технологической части разработаны проекты технологических решений: проектирование и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Елихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.



## Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичн. отлож.	Q	0		1,3
30	80	Туртасская	Pg <sub>3</sub> tt	0		1,3
80	180	Новомихаловская	Pg <sub>3</sub> nm	0		1,3
180	280	Атлымская	Pg <sub>3</sub> at	0		1,3
280	355	Тавдинская	Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> tv	0		1,3
355	530	Люлинворская	Pg <sub>2</sub> ll	0		1,2
530	611	Талицкая	Pg <sub>1</sub> tl	0		1,3
611	736	Ганькинская	K <sub>2</sub> gn	0		1,5
736	884	Березовская	K <sub>2</sub> br	0		1,5
884	900	Кузнецовская	K <sub>2</sub> kz	0		1,6
900	1600	Покурская	K <sub>1-2</sub> pk	0		1,3
1600	1650	Алымская	K <sub>1</sub> a	0		1,3
1650	2052	Вартовская	K <sub>1</sub> vr	0		1,3
2052	2167	Тарская	K <sub>1</sub> tr	0		1,3
2167	2432	Куломзинская	K <sub>1</sub> klm	0		1,1
2432	2442	Баженовская	J <sub>3</sub> bg	0		1,1
2442	2503	Васюганская	J <sub>3</sub> vs	0-2		1,2
2503	2820	Тюменская	J <sub>2</sub> tm	-		1,1
2820	2900	Палеозо	PZ	-		1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	пески суглинк глины супеси	40 40 10 10	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
Pg <sub>3</sub> tt	30	80	глины алевроиты	50 50	Свита представлена глинами и алевроитами зеленовато-серыми, тонкослоистыми с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков.
Pg <sub>3</sub> nm	80	180	глины пески алевроиты угли	40 35 25 5	Свита представлена неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески серые, светло-серые, тонко- и мелкозернистые, кварцевополевошпатовые, с включениями растительных остатков. Глины и алевролиты серые, коричневатосерые, с включениями обломков древесины и прослойками угля.
Pg <sub>3</sub> at	180	280	пески глины угли	80 15 5	Свита сложена песками серыми, мелко- и среднезернистыми преимущественно кварцевыми. С включениями растительных остатков и древесины, с прослойками бурого угля и глин серых, зеленовато-серых, алевроитистых.
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> tv	280	355	глины алевролиты пески	70 15 15	Свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желтовато-зелеными жи ными на ощупь, с тонкими прослоями светло-серых алевролитов и песков.
Pg <sub>2</sub> ll	355	530	глины пески алевролиты	90 5 5	Люлинворская с ита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желтозелеными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.
Pg <sub>1</sub> tl	530	611	глины алевроиты пески	90 5 5	Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевроитов и песков.
K <sub>2</sub> gn	611	736	глины мергели пески алевроиты	80 10 5 5	Ганькинская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, с тонкими прослоями песков и алевроитов. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые.
K <sub>2</sub> br	736	884	глины алевроиты пески	90 5 5	Березовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевроитов и песков.

Продолжение таблицы А.2

K <sub>2</sub> kz	884	900	глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.
K <sub>1-2</sub> pk	900	1600	алевролиты	40	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчанистые. Глины серые, комковатые.
			глины	30	
			песчаники	30	

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, процент	Проницаемость, мД	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	супеси	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
Pg <sub>3</sub> tt	30	80	алевролиты	1,9	25-30	10	55	0	10	2	3-6	мягкая
			глины	2	25-30	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg <sub>3</sub> nm	80	180	пески	2,1	25	2000	10	0	-	2	10	мягкая
			алевролиты	1,9	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	мягкая
			глины	2	30	0	100	0	10	5	10	мягкая
Pg <sub>3</sub> at	180	280	пески	2,1	25	2000	10	0	-	2	10	мягкая
			угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	мягкая
			глины	2	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> tv	280	355	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	0	-	5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.3

Pg <sub>2</sub> II	355	530	алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	0	-	1	10	мягкая
Pg <sub>1</sub> tl	530	611	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	611	736	мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	мягкая
K <sub>2</sub> sl	736	884	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> kz	884	900	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	900	1600	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения [35]

Интервал	0–40	40–1180	1180–2860
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,6	0,5
$K_k$	1,3	1,38	1,25
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,12	0,13
$V_m$ , м/с	0,011	0,008	0,005
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$ , м	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$ , м	0,015	0,0127	0,019
$n$	3	5	5
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,15	0,15
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,25	1,14	1,12
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	1,5	2,26	2,3
$Q_1$ , л/с	50	40	18
$Q_2$ , л/с	63	52	18
$Q_3$ , л/с	69	75	45
$Q_4$ , л/с	43	46	23
$Q_5$ , л/с	51	47	45
$Q_6$ , л/с	-	37–75	20–40

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора [35]

Интервал	0–40	40–1180	1180–2860
$Q_1$ , л/с	78	40	18
$Q_2$ , л/с	81	52	18
$Q_3$ , л/с	93	75	45
$Q_4$ , л/с	68	46	23
$Q_5$ , л/с	26	47	45
$Q_6$ , л/с	78	40	18
$\Delta Q$ , л/с	65–93	37–75	20–40
$Q$ , л/с	66	49	29
$Q_{тн}$ , л/с	-	49	29
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1140	1120

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 66 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 49 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-1180 так, как в данном исполнении он является частотно регулируемым.

## Приложение В

Таблица В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумар ный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-40 м)							
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ	0.53	393,7	-			0.145
					3-177	Ниппель	
2	Переводник П 3-177/171	0,52	203	89	3-177	Муфта	0.251
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,406
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х80Д	12	203	80	3-171	Ниппель	2.704
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	78	3-171	Ниппель	2,857
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	4,659
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	4,772
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х10 Е	18	127	107	3-133	Ниппель	5,337
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	5,382
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	5,421
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	6,727
					3-152	Муфта	

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–1180 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумма рнйве с, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–1180 м)							
1	Долото PDC 295,3 FD 516 SM	0,43	295,3	-			0,082
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДГР-240 7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,907
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3-152/171	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,112
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х76,2 Д	29	203,2	76,2	3-171	Ниппель	8,463
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,7	203	90	3-171	Ниппель	8,568
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80 Д	16	178	80	3-147	Ниппель	11,16
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	165	76	3-147	Ниппель	11,31
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	875,25	127	107	3-133	Ниппель	37,61
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	37,67
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	37,72
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	39,25
					3-152	Муфта	



Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну  
(1180–2860 м)

№	Типоразмер, шифр	Длин а, м	Наруж. диамет р, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарн ый вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1180–2860 м)							
1	Долото PDC 215,9 В716 У	0,3	215,9	-			0,040
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД ДГР 172	5,3	172	-	3-117	Муфта	0,615
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н133/М147	0,5	203	71	3-133	Ниппель	0,813
					3-147	Муфта	
4	Переводник Н147/М171	0,5	203	80	3-147	Ниппель	0,912
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203х76 Д	24	203	76	3-171	Ниппель	6,168
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171/М147	0,5	203	71	3-171	Ниппель	6,268
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	14,01
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147/М133	0,5	165	89	3-147	Ниппель	14,09
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	2915	127	107	3-133	Ниппель	105,09
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	105,17
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147хМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	105,22
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	106,410
					3-152	Муфта	

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (2815–2835 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумманы й вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Отбор керна (2815–2835 м)							
1	Бурильная головка У8-152,4/80 SC- 4 СТ	0,3	142,9	-			0.030
					3-102	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	12	136	80	3-102	Ниппель	0,221
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,307
					3-108	Муфта	
4	УБТ УБТ 108х9 Д	12	108	71	3-108	Ниппель	1,063
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89х9 Е	3648	89	71	3-108	Ниппель	67,82
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-108	Ниппель	67,83
					3-102	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	67,93
					3-102	Муфта	
8	ВБТ-К 89-Д Н102	24	89	64	3-102	Ниппель	69,01
					3102Л	Муфта	

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2860 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,30	16,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 10,77
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 37,2
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>бр</sub> = 48,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> = 5,8
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
40	1180	1140	295,3	306,9	1,30	72,45
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 10,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 52
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 6,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 149,9
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> = 235,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> = 5,8
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>2</sub> = 233,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> = 41,3

Продолжение таблицы Г.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1180	2860	1680	215,9	228,7	1,19	121,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =10,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =47,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =8,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> =283,4
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =319,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =41,3
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>з'</sub> =318,9

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		направлен ие		кондукто р		экспл. колонна		хвостовик		итого	
	кг	кг	уп	кг	у п	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	14,2	1	116, 7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Кальцинированная сода	25 (мешок)	14.2	1	116, 7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Глинопорошок	1000 (мешок)	3135	4	1117 0	1 2	1468 5	15			2899 0	29
Барит	1000 (мешок)	7267	8	2569 1	2 6	3377 5	34			6672 3	67
Полиакриламид	25 (мешок)			111, 7	5	293,7	12			405,4	17
SAPP	25 (мешок)	5.7	1	46.6	2	67	2			119.3	5
ПАЦ НВ	25 (мешок)			700, 2	2 8	1468, 5	59			2168, 7	87
ПАЦ ВВ	25 (мешок)			116. 7	5	466	18. 6			582.7	24
Ингибитор DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			223, 4	2	293,7	2			517,1	3
Ксантановая смола	25 (мешок)							213,2	9	213,2	9
KCL	1000 (мешок)							1065 6	11	1065 6	11
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)							2841, 6	11 3	2841, 6	11 3
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)							3552	18	3552	18
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							1332 0	14	1332 0	14
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							1332 0	14	1332 0	14
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)							88,8	5	88,8	5
Пеногаситель BDF-611	220 (бочка)							88,8	1	88,8	1

## Приложение Д

Таблица Д.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьящая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	Бурение	0.479	0.057	Периферийная	3	17	102,4	3.89
Под кондуктор									
40	1180	Бурение	0.889	0.086	Периферийная	5	15,9	98,6	4.92
Под эксплуатационную колонну									
1180	2860	Бурение	0,779	0.774	Периферийная	5	9	85,5	3,16
Отбор керна									
2815	2835	Отбор керна	1,057	0.086	Периферийная	6	6	92	4,25

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	40	Бурение	УНБТ – 1180	2	0,9	170	247,5	0,85	125	34,85	65,6
40	1180	Бурение	УНБТ – 1180	2	0,9	160	275,4	0,85	120	29,37	49,2
1180	2860	Бурение	УНБТ – 1180	1	0,9	150	216,8	0,85	125	27,2	28,8
2815	2835	Отбор керна	УНБТ – 1180	1	0,9	140	267,2	0,85	82	13,61	13,61

Таблица Г.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	Бурение	97,1	77,4	0	9,7	0,1	10
40	1180	Бурение	239,5	65,4	65,9	86,2	12	10
1180	2850	Бурение	179,3	73,5	55,2	39,5	1,5	8,2
2815	2835	Отбор керна	176,3	77	0	88,1	8,5	2,6



## ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0–60	60	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	PDC 295,3 FD 516 SM	820	1,08	40–1180	890	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 215,9 B716 У	1300	1,57	1180–2860	2150	0,037	79,55	48,42	127,97
Всего			3,74		3720		146,24	89,60	235,84
Крепление: – направления – кондуктора – эксплуатационная									3,56 16,0 32,4

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3	40–50					0,3
– кондуктора			23	1170–					0,23
–			78	1180					0,78
эксплуатационная			34	2850–					
ОЗЦ:				2860					
– направления									4,0
– кондуктора									12,0
–									24,0
эксплуатационная									
Разбуривание									
цементной									
пробки (10 м)									1,06
– направления									2,12
– кондуктора									3,42
–									
эксплуатационная									
Промывка									
скважины									
(1 цикл)									
– направления									0,05
– кондуктора									0,11
–									0,50
эксплуатационная									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

## Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,11

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,043 6	5,46	126,78 12
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,111 2	1,38	191,66 82	5,46	758,33 94
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительны х работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,15 92	5,46	550,58 64
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,809 6	5,46	185,20 32
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,55 2	5,46	548,18 4
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,3 2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон- домидомиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,543 2	1,38	233,62 02	5,46	924,32 34

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-			0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06				
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 215,9 B716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,51
PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04



## Окончание таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01					
Всего по сметному расчету, руб	49344,73								

Таблица Л.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,084 1
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,475 4
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,057 1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,167 6
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,313 1
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Башмак колонный БК-127, шт	25,5	-	-	-	-	1	25,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2			-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-
Центратор ЦЦ-178/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6
Центратор ЦЦ-127/165, шт	13,7	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-
ЦКОД-178, шт	113,1	-	-			1	113,1
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц - 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц - 178, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц - 127, шт	22,12	-	-	-	-	-	-
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,88 9	7164,02 8	9588,80 7			
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9х7,9, м	28,53	-	-	90	20028,0 6	-	-
Обсадные трубы 177,8х12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,4 4
Обсадные трубы 127х8, м	13,96	-	-	-	-		
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,350 8	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,478 7	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА- 320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,98 4
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,05 21	70653,34 56				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1						
Всего по сметному расчету, руб	117812,1						

Таблица Л.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
<b>Итого по главе 3</b>	<b>167156</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18360</b>

Продолжение таблицы Л.3

1	2
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>426649</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
<b>Итого по главе 7</b>	<b>66959</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39488</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54737</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>587833</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1175</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
<b>Итого по главам 1-11</b>	<b>593628</b>
<b>Глава 12</b>	



Продолжение таблицы Л.3

1	2
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29681</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>623309</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	<b>127279698</b>
НДС 20%	<b>22910345</b>
<b>Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента</b>	<b>150190044</b>